



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа и конденсата на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.8(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лиинтин Илья Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М. В.	д.ф.м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М. А.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук И. В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю. А.			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Лиинтину Илье Алексеевичу

Тема работы:

<b>Анализ эффективности работы установки комплексной подготовки газа и конденсата на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯНАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Объект исследования – установка абсорбционной осушки газа.</li><li>2. Исходные данные: состав природного газа, параметры работы установки абсорбционной осушки газа.</li><li>3. Экономический анализ эффективности работы установки регенерации диэтиленгликоля.</li><li>4. Производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, обеспечение безопасности.</li></ol>
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Геолого-геофизическая изученность «Я» нефтегазоконденсатного месторождения; 2. Теория промысловой подготовки газа. 3. Критерии оценки эффективности массообменных процессов. 4. Анализ эффективности абсорбционной осушки с помощью различных гликолевых осушителей. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 6. Социальная ответственность.
---	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент</b>	Доцент, к.т.н., Кащук Ирина Вадимовна
<b>Социальная ответственность</b>	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Теория промысловой подготовки газа	
Анализ эффективности абсорбционной осушки газа	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М. В.	д.ф.м.н.		
Старший преподаватель	Гладких М. А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лиинтин Илья Алексеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.2019	Теория промысловой подготовки газа	20
08.04.2019	Анализ эффективности абсорбционной осушки газа	40
24.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
13.05.2019	Социальная ответственность	15
20.05.2019	Оформление работы	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М. В.	д.ф.м.н.		

##### Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М. А.			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю. А.			

### **Планируемые результаты обучения**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа X с., X рис., X табл., 29 источников.

Ключевые слова: абсорбент, осушка газа, установка комплексной подготовки газа, природный газ, регенерация.

Объектом исследования является: процесс осушки абсорбционным методом с помощью ДЭГа.

Цель работы: анализ эффективности работы УКПГ.

Задачи:

Рассмотреть методы осушки газа.

Проанализировать влияние вакуумной ректификации на эффективность работы установки. С помощью системы технологического моделирования Honeywell Unisim Design построить модель УКПГ Ямбургского газового промысла нефтегазоконденсатного месторождения и определить расходы и потери абсорбента в ходе процесса абсорбции при различных эксплуатационных условиях. Рассмотрены критерии эффективности и по ним оценена продуктивность вакуумной десорбции абсорбента.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, в программе редактирования таблиц Microsoft Excel 2016, а также в программе точного моделирования технологических процессов нефтегазопереработки Honeywell Unisim Design.

## **Обозначения, определения и сокращения**

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УППГ – установка предварительной подготовки газа

ДКС – дожимная компрессорная станция

ПДК – предельно допустимая концентрация

ДЭГ – диэтиленгликоль

СТО – стандарт организации

НТС – низкотемпературная сепарация

МФА – многофункциональный аппарат

СОГ – станция охлаждения газа

АВО – аппарат воздушного охлаждения

ТЭГ – триэтиленгликоль

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль

КИП – контрольно-измерительные приборы

ВМР – водометанольный раствор

КОС – канализационные очистные сооружения

ГПА – газоперекачивающие агрегаты

ОБУВ – ориентировочный безопасный уровень воздействия

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ЦОГ – цех осушки газа

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Общие сведения о месторождении .....	11
1.2 Газоносность.....	11
1.3 Характеристика продуктивных пластов.....	11
1.4 Характеристика сырья, продукции и реагентов .....	11
1.5 Запасы газа.....	11
2. ТЕОРИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	12
2.1 Необходимость подготовки газа к транспорту .....	12
2.1.1 Низкотемпературная сепарация .....	14
2.1.2 Адсорбционная осушка газа .....	15
2.1.3 Абсорбционная осушка газа .....	18
2.2 Технологические процессы абсорбционной осушки газа .....	21
2.3 Свойства абсорбентов .....	24
2.4 Критерии оценки эффективности .....	27
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	29
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	36
4.1 Анализ конкурентных технических решений.....	36
4.2 SWOT – анализ.....	37
4.3 Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке .....	38
4.4 Оценка экономии гликоля при введение вакуумной ректификации. 38	
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	46
5.1 Анализ выявленных вредных факторов .....	46
5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе .....	47
5.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации .....	47



5.1.3 Тяжесть и напряженность труда .....	48
5.1.4 Вредные вещества на производстве.....	49
5.2 Анализ выявленных опасных факторов .....	50
5.2.1 Электрическая безопасность .....	51
5.2.2 Пожарная безопасность.....	52
5.3 Экологическая безопасность .....	53
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	55
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	57
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

## **Введение**

В настоящее время Западная Сибирь и полуостров Ямал представляют собой уникальную территорию с огромными запасами как газа, так и конденсата и нефти. В настоящее время разрабатываются проекты для ряда газовых месторождений полуострова Ямал.[1].

На Тазовском полуострове Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области находится одно из уникальных месторождений - Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Добываемый и подготовленный газ транспортируется по системе магистральных трубопроводов Ямбург-Центр, в свою очередь, конденсат транспортируется по трубопроводу Ямбург-Уренгой [1].

В Российской Федерации предпочтение было отдано технологии с использованием диэтиленгликоля, поскольку отечественные химические заводы имеют собственную производственную базу.

Абсорбционный метод осушки газа является более надежным, экономичным, технологичным, а также экологически безвредным.

Целью данной работы является анализ эффективности работы УКПГ Ямбургского НГКМ.

Предметом исследования является комплексная установка подготовки газа.

Объектом исследования данной работы является анализ нововведений на установке подготовки газа – вакуумной ректификации газа.

## **1. Геолого-геофизическая изученность Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

### **1.2 Газоносность**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

### **1.3 Характеристика продуктивных пластов**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

### **1.4 Характеристика сырья, продукции и реагентов**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

### **1.5 Запасы газа**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2. Теория промышленной подготовки газа**

### **2.1 Необходимость подготовки газа к транспорту**

Добыча природного газа сопровождается постоянным наличием в нем различных механических примесей в любом агрегатном состоянии. Например: соединения различных металлов, а также соединения серы, представляют собой твердые механические примеси. В свою очередь тяжелые углеводороды, вода, пары воды и некоторых солей, которые образуются при высоком давлении, представляют собой газообразные и жидкие примеси, встречающиеся в природном газе[5].

Наличие механических примесей в газе приводит к:

- поломкам оборудования;
- засорам контрольно-измерительной аппаратуры и приборов;
- повреждению газопроводов.

Стоит также отметить, что присутствие механических примесей, увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций, при эксплуатации оборудования или газопровода [5].

При строительстве или ремонте газопровода, выполняется такая технологическая операция как продувка. Её целью является удаление кислорода, который попал в газопровод из атмосферы. В результате неправильной или недостаточной продувки, кислород попадает в транспортируемый по этому газопроводу природный газ, что в свою очередь приводит образованию взрывоопасной газовоздушной смеси [5].

Коррозии и образованию гидратов, способствует присутствие в газе влаги. Во избежание подобных ситуаций, создают такие условия чтобы, точка росы газа по влаге, была ниже примерно на 8 °С, чем минимальная температура, которая устанавливается при транспортировке газа по газопроводу [5].

Тяжелые углеводороды в газе вызывают опасность конденсации их при определенных термодинамических условиях транспортирования газа.

Это наряду с содержанием влаги снижает пропускную способность газопроводов и увеличивает мощность, необходимую для транспортировки.

Требования и показатели качества, которые предъявляются к природному газу, подаваемому в магистральный газопровод, регламентированы СТО Газпром 089 – 2010.

Содержание в газе паров воды, связывают с контактом воды и газа, при пластовых условиях, а также с последующим процессом подготовки газа.

При прочих равных условиях, было установлено, что в тяжелых углеводородных газах, содержится меньше водяных паров, чем в легких газах. Если в газе присутствуют такие компоненты как сероводород и углекислый газ, то количество водяных паров увеличивается, а присутствие такого компонента как азот напротив уменьшает количество паров воды. Количественно наличие паров воды оценивают показателем, который называется влагосодержанием газа [5].

Под влагосодержанием понимается количество водяных паров, которое находится при данных температуре и давлении в состоянии насыщения ( $\text{г/м}^3$ ). Фактическое содержание водяных паров (в  $\text{г/м}^3$  газа), принято называть абсолютной влажностью газа.

Отношение массы водяных паров, которые непосредственно находятся в газе, к массе насыщенного пара, который находился бы в этом же объеме газа, при равных температуре и давлении, называют относительной влажностью газа. Относительную влажность можно выразить как отношение парциального давления паров воды в газе, к давлению при котором пар находится в насыщенном состоянии при той же температуре.

Процесс удаления из газа влаги, то есть называется осушкой. Качество проведения данного процесса (глубина осушки), оценивается наивысшей температурой, при которой при данном давлении и составе газа возможна конденсация капель влаги, другими словами точкой росы. Температура точки росы напрямую зависит от технологического процесса осушки [4].

На сегодняшний день используются несколько типовых процессов по

осушке углеводородного газа:

Адсорбционная осушка;

Абсорбционная осушка газа и газового конденсата;

Низкотемпературная сепарация [6].

### **2.1.1 Низкотемпературная сепарация**

На зависимости параметра влажности газа от температуры основывается метод осушки газа путем охлаждения. В процессе охлаждения теплого газа часть паров воды в нем сконденсируется. Если мы будем охлаждать теплый газ, то часть паров воды в нем выпадет в виде конденсата. Эту сконденсированную влагу возможно удалить, в результате чего понизится точка росы газа. Таким способом можно достичь нужной степени осушки газа, если охлаждение будет происходить до температуры ниже минимальной температуры, при которой будет происходить дальнейшая транспортировка газа.

Зимой окружающий воздух обладает более низкой температурой, чем грунт. В этот период, в случае подземного способа прокладки трубопровода, возможна осушка газа вымораживанием. Так, например, в компании ООО «РН Сахалинморнефтегаз» применяют следующую технологию: газ проходит через сепараторы и направляется на один из аппаратов для вымораживания (вымораживатель), которые представляют из себя батарею труб с нужной поверхностью теплообмена. Газ, двигаясь по трубам охлаждается, вследствие чего влага кристаллизуется на внутренних стенках труб. Вымораживатели включены параллельно и включение их в работу происходит поочередно. Пока один вымораживатель работает, второй прочищают от льда.

В случаях, когда на одном месторождении присутствует и нефтяной и природный газ существует возможность охлаждения нефтяного газа через теплообменники. В качестве вещества, которое будет охлаждать нефтяной газ в этом случае используется холодный природный газ, полученный методом дросселирования.

Сам нефтяной газ так же можно охлаждать дросселированием [7].

При газовом факторе, превышающем  $1000 \text{ м}^3$  на тонну нефти и при больших значениях давления на устье нефтяных скважин желательно осуществлять разделение нефти и газа на установках НТС (низкотемпературная сепарация). Чтобы уменьшить возможность образования гидратов осуществляют впрыск метанола или гликолей в теплообменники. На рисунке 2.1 представлена схема установки НТС [8].

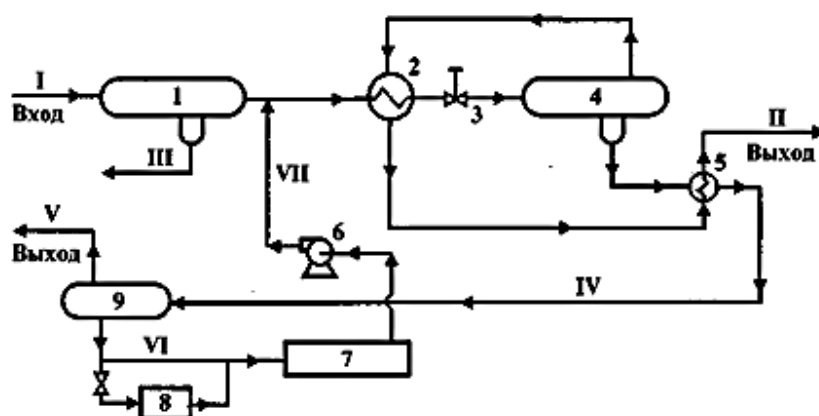


Рисунок 2.1 – Установка низкотемпературной сепарации

1,4 — сепараторы; 2, 5 — теплообменники; 3 — штуцер (дроссель); 6 — насос; 7 — установка регенерации гликоля; 8 — фильтр; 9 — трехфазный разделитель; I — сырой газ; II — сухой газ; III — конденсат газовый и вода; IV — конденсат газовый и насыщенный гликоль; V — конденсат газовый; VI — гликоль насыщенный; VII — гликоль регенерированный

### 2.1.2 Адсорбционная осушка газа

Адсорбцией называется процесс поглощения газов (паров) или жидкостей поверхностью твердых тел (адсорбентов). В случае избирательного поглощения компонентов смеси появляется возможность ее разделения на составляющие компоненты. Явление адсорбции связано с наличием сил притяжения между молекулами адсорбента и поглощаемого вещества.

Для адсорбционной осушки используются аппараты периодического действия. Слой адсорбента в ходе процесса остается неподвижным.

Основные стадии процесса осушки: адсорбция, регенерация и

охлаждение осушителя.

В качестве адсорбента на промыслах используют силикагели, активированный оксид алюминия, бокситы и др. Качество адсорбента зависит от двух факторов: размера пор и их удельной поверхности. Осушители в виде молекулярных сит способны поглощать, помимо влаги, сероводород и углекислый газ. Как правило адсорбенты изготавливаются в форме гранул или шариков, что способствует уменьшению сопротивления движения среды (газа).

Основными требованиями к осушителям являются:

- быстрое поглощение влаги из газа и простота регенерации;
- способность регенерировать многократно без существенных потерь прочностных свойств;
- высокая поглощательная способность и механическая прочность;
- малое сопротивление потоку газа;
- низкая цена.

В процессе регенерации адсорбента используется нагретый до 160-180 °С газ (в случае использования молекулярных сит – до 280-290 °С)

Адсорбционная установка осушки газа состоит не меньше чем из двух адсорберов [8].

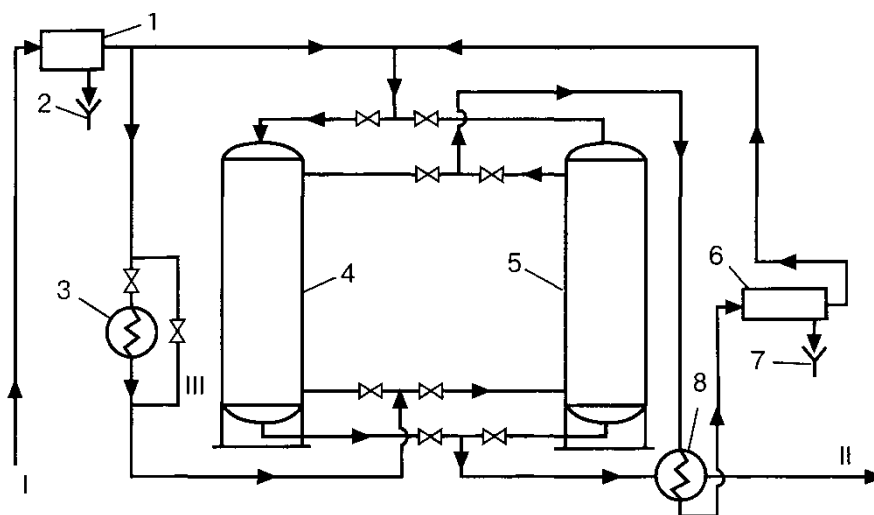


Рисунок 2.2. – Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями:

1 – водоотбойник; 2, 7 – воронка; 3 – трубчатый нагреватель; 4, 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – теплообменник

Потоки: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия



Цикл работы адсорбера состоит из следующей последовательности периодов :

- адсорбция, которая происходит при температурах от 35 до 50°C и давлении в 8-12 МПа, газ должен контактировать с адсорбентом не менее 10 24 секунд. Длительность процесса определяется исходя из свойств газа и осушителя.

- нагрев адсорбента – начинается, когда аппарат переключается на режим десорбции. Скорость нагрева не более 60°C в час. Время, необходимое для нагрева, составляет от 0,6 до 0,65 от времени периода адсорбции;

- десорбция – процесс, при котором из пор осушителя вытесняется поглощённая влага и восстанавливается его адсорбционная способность. Направление потока нагретого газа в этот период противоположно направлению осушаемого газа в процессе адсорбции и происходит снизувверх;

- охлаждение адсорбента – это процесс, который начинается после окончания периода десорбции и переключении аппарата в режим адсорбции. Время, затрачиваемое на охлаждение газа составляет от 0,35 до 0,40 времени периода адсорбции.

Углеводороды от бутанов и выше осложняют процесс, так как в ходе адсорбции они поглощаются верхним слоем адсорбента, а в ходе десорбции способны образовывать коксовые отложения в порах осушителя, что может привести к снижению показателей качества адсорбента. Адсорбционный метод обладает рядом преимуществ: высокая степень осушки газа, которая не зависит от его параметров; адсорбционная установка, как правило, компактна, а для установок с малой мощностью требуются малые капитальные вложения. К недостаткам можно отнести: высокое сопротивление потоку среды (газа); большие затраты на осушители; высокая стоимость строительства адсорбционных установок, обладающих большими мощностями. Создаваемая в ходе адсорбционного процесса депрессия точки росы может достигать до 100 °C. Исходя из этого, метод применяется с целью достижения большой глубины осушки. Так, например, требования к точке росы природного газа,

направляемого на гелиевый завод – не более минус 25 70°C. В этом случае газ обязательно подвергается адсорбционной осушке на цеолитах [8].

### **2.1.3 Абсорбционная осушка газа**

Абсорбция — это процесс осушки газа, при котором в качестве осушителей применяются жидкие поглотители. Процесс абсорбции происходит в том случае, когда парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем в жидком абсорбенте, вступающем в контакт с этим газом, т.е. для протекания абсорбции необходимо, чтобы газ и абсорбент не находились в состоянии равновесия. Различие в парциальном давлении извлекаемого компонента в газе и жидкости является той движущей силой, под действием которой происходит поглощение (абсорбция) данного компонента жидкой фазой из газовой фазы. Чем больше эта движущая сила, тем интенсивнее переходит этот компонент из газовой фазы в жидкую [9].

Как правило после абсорбции, проводится процесс десорбции – переход вещества из жидкой фазы в паровую или газовую. В результате целевой компонент выделяется из жидкого поглотителя. Очевидно, что условия проведения абсорбции и десорбции прямо противоположны. В процессе абсорбции происходит растворение газа в жидкости, этому способствуют повышение давления и понижение температуры. В процессе десорбции происходит выделение газа из раствора, этому способствуют понижение давления и повышение температуры. Абсорбент, поглотивший в процессе абсорбции целевые компоненты, называется насыщенным, или отработанным. Абсорбент, освобожденный в процессе десорбции от целевых компонентов, называется регенерированным, после охлаждения насосом он может быть снова возвращен на абсорбцию. Таким образом, получается замкнутая абсорбционнодесорбционная система.

В качестве абсорбентов при разделении углеводородных газов используют бензиновые или керосиновые фракции, газовый конденсат, при осушке – диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). В качестве

абсорбентов на предприятиях используются гликоли – двухатомные спирты жирного ряда общей формулы  $C_nH_{2n}(OH)_2$ . Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны [10].

Жидкий абсорбент должен удовлетворять ряду требований, основные из которых:

- высокая поглотительная способность в обширном диапазоне концентраций, давлении и температур;
- низкое давление насыщенных паров;
- температура кипения должна отличаться от температуры кипения воды достаточно, чтобы влага могла отделяться от абсорбента простыми способами;
- плотность должна отличаться от плотности углеводородов;
- низкая вязкость при рабочих параметрах установки;
- низкая взаиморастворимость с компонентами газа;
- химическая инертность по отношению к ингибиторам, которые применяются в процессе добычи газа;
- малая коррозионная активность;
- низкая вспениваемость при контакте с осушаемым газом;
- высокая устойчивость против окисления и термического разложения.

В наибольшей степени этим требованиям отвечают диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), также на промыслах применяется этиленгликоль (ЭГ). На сегодняшний день основная добыча газа на северных месторождениях России осуществляется за счет разработки газовых залежей, как правило, сеноманского продуктивного горизонта, к числу таких месторождений относятся: уникальные месторождения-супергиганты - Медвежье, Уренгойское и Ямбургское. На приведённых месторождениях природный газ преимущественно метанового типа, т.е. содержание метана доходит до 98— 99 об. %, иногда встречаются залежи с примесью азота (обычно не более 1,0 об. %), тогда как более тяжелые компоненты ( $C_{2+В}$ )

находятся только в следовых количествах.

Согласно действующему отраслевому стандарту, регламентирующему основные требования на качество товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, СТО Газпром 089-2010 при подготовке к транспорту сеноманских газов северных месторождений требуется только их осушка до определенной точки росы:

- зимний период года –  $-10^{\circ}\text{C}$  (умеренный микроклиматический район),  $-20^{\circ}\text{C}$  (холодный микроклиматический район);

- летний период года –  $-10^{\circ}\text{C}$  (умеренный микроклиматический район),  $-14^{\circ}\text{C}$  (холодный микроклиматический район);

Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

В настоящее время в России распространён абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, тогда как за рубежом чаще всего используют более эффективный осушитель — триэтиленгликоль (ТЭГ). Выбор в пользу ДЭГ в свое время связан с наличием собственной промышленной базы на химических производствах (хотя практически весь период эксплуатации северных месторождений частично использовался ДЭГ и импортной поставки), а также ожидаемой низкой температурой контакта в абсорберах, что не вполне подтвердилось впоследствии (при понижении температуры контакта газ — гликоль в абсорбере преимущества ТЭГа исчерпываются) [11].

Рассмотрим типичную схему осушки природного или попутного газа с регенерацией гликоля (рисунок 2.3):

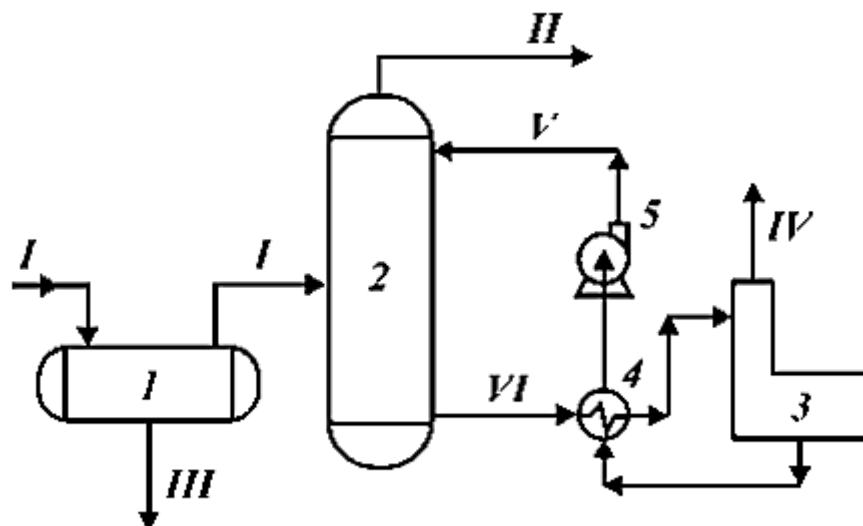


Рисунок 2.3 - Принципиальная схема установки гликолевой осушки газа:

I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль;

VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля;

4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [8]

Газ со скважин проходит входной сепаратор 1, где от него отделяется жидкая водная фаза (конденсационная вода с примесью пластовой минерализованной воды либо водный раствор ингибитора гидратообразования, если система промыслового сбора газа функционирует в гидратоопасном режиме), далее поступает в абсорбер 2, где и осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод и подается потребителю. В схему входит система регенерации насыщенного гликоля 3, а также насосы, теплообменники и некоторое другое оборудование [8].

В зависимости от периода разработки, особенностей УКПГ, экономических аспектов и т.д. существует множество вариаций абсорбционных установок. Далее рассмотрим различные технологические схемы.

## 2.2 Технологические процессы абсорбционной осушки газа

В России используют преимущественно диэтиленгликоль. Предпочтение было отдано в пользу ДЭГа в связи со следующими причинами:

- наличие собственной промышленной базы на химических производствах;
- ожидаемо низкая температура контакта в абсорберах.

Как показала практика эксплуатации северных месторождений, практически весь период эксплуатации использовался импортный ДЭГ.

На сегодняшний день существует множество работ подтверждающих, что использование ТЭГа в качестве основного абсорбента при осушке газа на северных месторождениях, эффективно и целесообразно [12].

Для проведения анализа эффективности работы установки комплексной подготовки газа, рассмотрим эффективность осушки газа различными абсорбентами. Необходимо проанализировать уже используемую в настоящий момент технологию абсорбционной осушки с использованием ДЭГа.

Подготовка газа к магистральному транспорту на УКПГ-5 осуществляется на установке подготовки газа и извлечения конденсата с использованием оборудования производительностью 10 млн.м<sup>3</sup> /сутки

Сырой газ с давлением 4,0-6,5 МПа – 1,8-3,6 МПа и температурой, которая поддерживается: в зимний не выше 13-18 °С, в теплый период года - 13- 22 °С. дожимной компрессорной станции через узел подключения ДКС к УКПГ по коллектору с диаметром 1000 мм поступает в коллектор сырого газа и затем на установку подготовки газа в 9 технологических ниток, состоящих из девяти абсорберов (А-1/1-9) и их арматурных блоков (Ар-02/1-9).

Абсорбер является многофункциональным аппаратом (ГП 502) (рисунок 2.4), состоящим из трех секций: нижняя - сепарационная, средняя - массообменная, верхняя –фильтрующая [4].

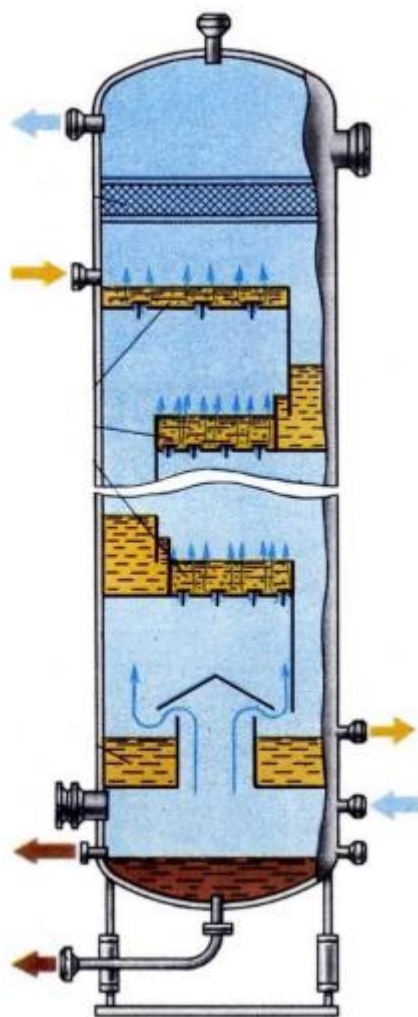


Рисунок 2.4 – Блок осушки абсорбционного типа [4]

Сепарационная секция абсорбера состоит из сетчатого отбойника на входе газа и сепарационной тарелки с мультициклонными элементами. В нижней части - сборник жидкости.

Слив жидкости с сепарационной тарелки производится по сливной трубе под уровень жидкости сборника.

Массообменная часть состоит из пяти контактно-сепарационных ступеней, каждая из которых включает тарелку с сепарационными элементами и ситчатую тарелку. ДЭГ подается на четвертую ситчатую тарелку. На ситчатых тарелках происходит массообмен встречных потоков осушаемого газа и раствора гликоля, с ситчатой тарелки ДЭГ сливается на нижележащую ситчатую тарелку. На сепарационных тарелках происходит сепарация ДЭГа, уносимого с газом и слив выполнен на ситчатую тарелку на одну контактную ступень ниже. Массообменная секция отделена от входной сепарационной

секции полуглухой тарелкой - сборником НДЭГа. Фильтрующая часть состоит из двух тарелок с мультикассетными насадками.

Слив гликоля с верхней тарелки производится по сливной трубе на нижнюю тарелку под уровень гликоля. Слив с нижней тарелки — по выносной трубе под уровень на полуглухой тарелке, образуя гидрозатвор, слив также выполнен в линию насыщенного гликоля арматурного блока абсорбера.

Водометанольный раствор из куба абсорбера при максимальном уровне сбрасывается через клапан-отсекатель и поступает в разделитель. При крайнем нижнем уровне жидкости в сепарационной части происходит закрытие клапана.

Природный газ из сепарационной части поступает в массообменную часть абсорбера, где контактирует со встречным потоком гликоля концентрацией 99-99,3% масс., подаваемым в карман 4-й ситчатой тарелки, при этом на контактно-сепарационных тарелках происходит интенсивный барботажный массообмен встречных потоков осушаемого газа и гликоля.

Количество гликоля, подаваемого на осушку в абсорбер, зависит от расхода газа через установку, температуры контакта, концентрации регенерированного гликоля. Для исключения повышенных уносов гликоля с газом, подача регенерированного гликоля в абсорбер ограничивается 3-4 м<sup>3</sup>/ч.

Насыщенный раствор ДЭГа собирается на полуглухой тарелке массообменной секции абсорбера и через последовательно соединенные клапан-отсекатель, клапан-регулятор и дроссельную шайбу поступает в разделитель цеха регенерации ДЭГа. Постоянный уровень гликоля на тарелке поддерживается клапаном-регулятором, при понижении уровня ниже допустимого срабатывает блокировка на закрытие отсечного клапана

### **2.3 Свойства абсорбентов**

Для осушки природного газа встречаются следующие абсорбенты:

- гликоли,



- раствор хлористого кальция;
- раствор лития.

На промыслах распространено применения таких абсорбентов как гликоли. Гликоли – двухатомные спирты жирного ряда общей формулы  $C_nH_{2n}(OH)_2$ . Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны обладают относительно низкой токсичностью [10].

Основные физические свойства гликолей представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – основные свойства ДЭГ и ТЭГ [13]

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	107,12	150,18
Относительная плотность	1,118	1,126
Температура кипения, °С	244,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °С, Па	1,31	1,31
Температура замерзания, °С	-8	-7,2
Вязкость при 20 °С, мПа·с	35,7	47,8
Коэффициент преломления	1,4472	1,4559
Поверхностное натяжение при 20 °С, $10^{-3}$ Н/м	48,5	45,2
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	2,09	2,20
Теплота испарения, кДж/кмоль	68,87	62,6
Электропроводность, 1/(Ом·см)	$3,1 \cdot 10^{-8}$	$8,4 \cdot 10^{-8}$
Дипольный момент при 30 °С, Д	2,69	3
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5	3,72

Глубина осушки в значительной степени зависит от температуры, при которой газ контактирует с абсорбентом. С повышением температуры контакта увеличивается парциальное давление воды над абсорбентом, при этом повышается точка росы осушаемого газа, и наоборот, с понижением температуры контакта точка росы осушаемого газа понижается. Обычно

абсорбционная осушка применяется при температуре осушаемого газа не выше 45-50 °С.

Важное значение для эффективности осушки имеет концентрация абсорбента: чем меньше воды содержится в абсорбенте, тем ниже точка росы осушаемого газа. Как правило, для осушки газов, имеющих температуру до 40°С, применяют растворы, содержащие 98,5 % (масс.) диэтиленгликоля или до 99 % (масс.) триэтиленгликоля.

При осушке газов, охлажденных до -30 °С, путем «впрыска» используют раствор этиленгликоля концентрации 80 % (масс.). Для осушки газа, имеющего температуру выше 40 °С, предпочтительно использовать диэтиленгликоль или триэтиленгликоль концентраций 98,5-99,8 % (масс.).

Первым реагентом, применяемым при осушке природных газов и бутенов, был гранулированный хлорид кальция и его растворы в воде. Затем он был заменен менее коррозионным поглотителем - гликолем или молекулярными ситами (цеолитами). В настоящее время раствор хлорида кальция на некоторых газовых промыслах применяют для борьбы с гидратами в скважинах. За рубежом находит применение осушка природных газов гранулированным и растворенным в воде хлоридом кальция [8].

Огромное влияние на процесс осушки оказывает глубина регенерации раствора поглотителя, насыщенного водой. При концентрации регенерируемых растворов 96,0-97,5 % (масс.) применяется десорбция при давлении, близком к атмосферному. Стремление получить более концентрированные растворы привело к необходимости внедрения вакуумной регенерации или к подаче в систему десорбции нейтрального агента - природного газа, снижающего парциальное давление водяных паров и обеспечивающего получение регенерированных поглотителей концентрацией 98,0-99,95 % (масс.). Находит применение также азеотропная ректификация.

Можно получить регенерированные растворы гликолей концентрации до 99,95 % (масс.) при подаче отдувочного агента - осушенного газа - в испаритель или регенерационную колонну либо в процессе азеотропной

ректификации.

Благодаря более высокой температуре разложения триэтиленгликоля его можно нагревать до более высокой температуры при атмосферном давлении, чем диэтиленгликоль, и получать высококонцентрированный раствор, что обеспечит лучшую депрессию точки росы осушаемого газа. Глубина осушки газа гликолями в основном зависит от температуры контакта газ - поглотитель и содержания остаточной влаги в регенерированном растворе гликоля.

Технология регенерации должна обеспечить концентрации гликолей, которая позволяет осушать газы до температуры, соответствующей заданной проектом точке росы газа в абсорбере. Следует отметить, что выбор оптимальной схемы регенерации гликолей требует технико-экономического обоснования [8].

## **2.4 Критерии оценки эффективности**

Эффективность массообменного процесса может характеризоваться:

- степенью разделения (степень осушки);
- интенсивностью его проведения (величиной потока массы через границу раздела фаз);
- по экономическому критерию (суммарные затраты на проведение процесса, включая капитальные и эксплуатационные. Пригоден лишь в случае, если при проведении процесса нельзя повлиять на стоимость получаемых продуктов;
- повышения концентрации регенерированного ДЭГ и его удельного расхода (кратности циркуляции);
- уменьшение механического уноса ДЭГ с газом и конденсатом [14].

Повышение эффективности массообменных процессов на уже работающем производстве осуществляется, в основном, за счет оптимизации режимных параметров (давления, температуры, концентрации и расходов фаз), использования иных разделяющих агентов, а также схем проведения процесса.

Также, возможен случай модернизации массообменных аппаратов путем замены контактных устройств или иных элементов. Модернизация порой становится необходимой при изменении состава или расхода сырья, либо требований к качеству получаемых продуктов.

На моменте проектирования новых производств количество параметров оптимизации, изменение которых приводит к повышению эффективности массообменных процессов, кратно прибавляется. Необходим выбор оптимального вида массообменного процесса, возможно использование совмещенных процессов, когда в одном аппарате происходит несколько типовых процессов, например, химическая реакция и разделение продуктов.

Для разработки предложений по повышению эффективности массообменных процессов требуется создание надежных математических моделей всех процессов, протекающих в аппаратах, только это позволит найти оптимальное решение [14].

### 3. Анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа

Основной объем добычи газа в России обеспечивается за счет эксплуатации северных газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе и севера Западной Сибири. К продукции данных месторождений предъявляют повышенные требования по качеству товарного газа. Данные требования отражены в отраслевом стандарте как точки росы по воде и по углеводородам таблица 3.1 [6].

Таблица 3.1 - Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макро-климатических районов	
	умерен-ный	холод-ный
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
2 Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше:		
– зимний период	-10,0	-20,0
– летний период	-10,0	-14,0
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТР <sub>ув</sub> ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:		
– зимний период	-2,0	-10,0
– летний период	-2,0	-5,0
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007 (0,020)	
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016 (0,036)	
6 Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030 (0,070)	
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), не менее	31,80 (7600)	
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001	
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно	

Данные требования обусловлены следующими факторами:

- большая отдаленность газодобывающих промыслов;
- сложные геолого-промысловые и суровые климатические условия.

Требуемая степень осушки газа может быть достигнута в результате применения разных технологий его подготовки: низкотемпературной, адсорбционной и абсорбционной. В настоящее время на крупных северных газовых месторождениях, отдано предпочтение абсорбционному способу осушки газа [7].

Для того чтобы точка росы газа по воде соответствовала ряду требований на промыслах применяется ректификация насыщенного диэтиленгликоля под вакуумом. Проведение десорбции под вакуумом позволяет улучшить ряд критериев эффективности работы установки регенерации. В ходе анализа рассматривается влияние вакуумной регенерации на изменение таких критериев как:

- капельный уноса гликоля с газом;
- изменение концентрации регенерированного гликоля;
- изменение расхода регенерированного гликоля.

В нашем случае месторождение находится на этапе падающей добычи, что приводит к снижению пластового давления добываемого сырья и повышению его влагосодержания.

Для обеспечения требуемой точки росы газа по воде на УКПГ – 5, которая должна соответствовать ряду технических требований, применяется ректификация насыщенного диэтиленгликоля под вакуумом. Проведение десорбции под вакуумом позволяет улучшить ряд критериев эффективности работы установки регенерации. В ходе анализа рассматривается влияние вакуумной регенерации на изменение таких критерия как

- Капельный уноса гликоля с газом;
- Изменение концентрации регенерированного гликоля;
- Изменение расхода регенерированного гликоля.

Целью работы будет являться анализ эффективности абсорбционной

осушки газа на Ямбургском месторождении.

Анализ проводился в среде «Honeywell Unisim Design» в следующей последовательности:

а) Задание потока газа с составом идентичным Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению;

б) Моделирование схемы установки абсорбционной осушки газа с регенерацией гликоля.

с) Получение критериев эффективности десорбции. Проведем анализ влияния давления и температуры на расход гликоля для осушки газа до минус 20 °С (что соответствует требованиям осушки газа в зимний период времени).

1) Задание потока газа

В моделирующей среде Unisim Design Suite задаем материальный поток имеющий состав аналогичный составу на «Я» НГКМ (таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Состав газа, % объемные:

CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	He	Ar	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
98,3	0,1	0,1	0,02	0,02	0,9	0,02	0,02

Содержание других компонентов пренебрежимо мало. Сероводород отсутствует [4].

Параметры схемы, которые использовались в процессе моделирования и анализа приведены в таблице 3.2 [4].

Таблица 3.2 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-5 при моделировании

Концентрация гликолей, % масс	Температура контакта газ- гликоль, °С	Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа	Давление в абсорбере, МПа	Расход гликоля, м <sup>3</sup> /ч	Расход осушаемого газа, тыс. м <sup>3</sup> /ч
99	18	4	4	3	300

2) Моделирование технологической схемы Моделирующая схема имеет состав аналогичный схеме установки абсорбционной осушки на УКПГ–5 и в среде представлена следующим образом (рисунок 3.1):

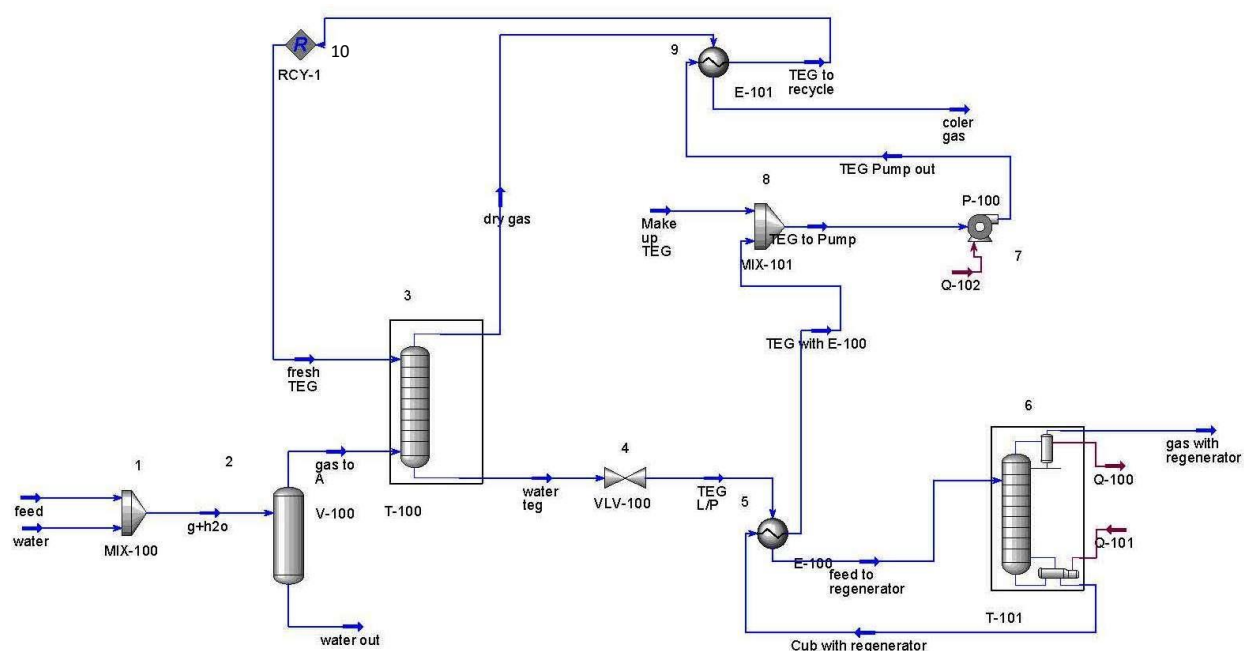


Рисунок 3.1 - Принципиальная схема абсорбционной осушки природного газа

**Элементы, входящие в состав схемы представлены ниже:**

1 – миксер для смешивания потоков газа и воды, с целью получения сырого газа;

2 – сепаратор;

3 – абсорбер;

4 – клапан для понижения давления насыщенного ДЭГа;

5 – печь для подогрева насыщенного ДЭГа;

6 – колонна для регенерации ДЭГа (ректификационная колонна);

7 – насос;

8 – миксер для смешивания регенерированного ДЭГа и ДЭГа с большей концентрацией;

9 – теплообменник;

10 – модуль для создания цикла.

3) Получение необходимых данных для анализа

Анализ будем проводить при двух технологиях регенерации: атмосферной и вакуумной.

Гликоль который является насыщенным с онцентрацией 95% масс.,



подается в колонну регенерации с расходом 3490 кг/ч.

Рассмотрим данные полученные при регенерации (таблица 3.3).  
 Параметры в кубе: температура бедт составлять 155°C, давление при атмосферной регенерации 110 кПа, при вакуумной 70 кПа.

Таблица 3.3 – Критерии эффективности

Параметры	Расход РДЭГ, кг/ч	Концентрация РДЭГ, % масс.	Унос РДЭГ, г/ч
Атмосферная регенерация	3463,86	94,45	3,35
Вакуумная регенерация	3463,99	98,76	2,16
<b>Изменение параметров</b>	<b>0,12</b>	<b>4,13</b>	<b>1,19</b>

Сравнивая полученные показатели можно видеть, что замена атмосферной технологии на вакуумную технологию регенерации влечет за собой повышение выбранных критериев эффективности. Положительное влияние отмечается по всем показателям.

Как видно из таблицы 3.3 концентрация десорбированного ДЭГ увеличилась на 4,13 %, расход ДЭГ также увеличился, незначительно, на 0,12 кг/ч. Экономия чистого абсорбента составляет:

$$\text{Эч}_{\text{дэг}} = \frac{G_{\text{дэг,вак}} * C_{\text{дэг,вак}}}{100} - \frac{G_{\text{дэг,атм}} * C_{\text{дэг,атм}}}{100}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

где

$\text{Эч}_{\text{дэг}}$  – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{дэг,Вак}}$  – расход ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{дэг,Атм}}$  – расход ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$C_{\text{дэг,Вак}}$  – концентрация ДЭГа при вакуумной регенерации, %;

$C_{\text{дэг,Атм}}$  – концентрация ДЭГа при атмосферной регенерации, %.

$$\text{Эч}_{\text{дэг}} = \frac{3463,99 * 98,76}{100} - \frac{3463,86 * 94,45}{100} = 149,42 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

По регламенту необходимо, чтобы на входе в абсорбер концентрация ДЭГ составляла 99 % масс. и расход был 3473 кг/ч. Поскольку расход и концентрация ДЭГ увеличились, следовательно будет происходить экономия абсорбента, который добавляют для достижения нужного расхода и концентрации по регламенту. Расход абсорбента при атмосферной регенерации составляет 9,14 кг/ч а при вакуумной составляет 9,01 кг/ч. Таким образом, экономия добавочного абсорбента составляет 0,13 кг/ч или 1160 кг / год

Также отмечается снижение капельного уноса абсорбента на 1,19 г/ч или на 34 %, что так же приводит к экономии абсорбента примерно 10 кг/год.

Подводя итог, общая экономия абсорбента в год будет составлять порядка 150 кг/ч или 1335 т/год. Что говорит о высокой эффективности вакуумной регенерации абсорбента, который существенно влияет на процесс осушки.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Г	Лиинтину Илье Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов производимого расчета: финансовых ресурсов:</i>	<i>Цены представлены в соответствии с рынком производителей абсорбентов в РФ.</i>
--	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Проведение анализа конкурентных технических решений путем составление оценочный карты для сравнения ИР. Выполнение SWOT анализа данного расчета</i>
<i>2. Оценка экономии гликоля при введение вакуумной регенерации</i>	<i>Расчет экономии ресурса. Сравнительная характеристика расхода двух технологий.</i>

**Перечень графического материала**

- 1. Оценка конкурентоспособности ИР  
Матрица SWOT*

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кащук И. В.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5Г	Лиинтин Илья Алексеевич		

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной работе рассматривается влияние вакуумной регенерации абсорбента на технологический режим работы установки абсорбционной осушки природного газа на примере УКПГ Я НГКМ. Данное месторождение находится на стадии подающей добычи, о чём свидетельствует повышенная влажность газа и снижающееся пластовое давление. Конкретнее проводится анализ колонны регенерации за счет изменения режимных параметров, входящей в установку абсорбционной осушки газа.

### 4.1 Анализ конкурентных технических решений

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Надежность	0,125	5	4	0,625	0,5
2. Безопасность	0,125	5	4	0,625	0,5
3. Энергоэкономичность	0,125	5	3	0,625	0,375
4. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,125	5	4	0,625	0,5
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Экономия средств	0,5	5	5	2,5	2,5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>5</b>	<b>4,375</b>

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 4.1, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

## 4.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. В рамках данного анализа составляется матрица SWOT-анализа (таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны данной оценки:</b> С1.Заявленная экономичность потребления. С2.Уменьшенный унос абсорбента С3.Увеличение выхода готовой продукции. С5.Уменьшенный расход абсорбента.	<b>Слабые стороны данной оценки:</b> Сл1. Кадры с высокой квалификацией. Сл2. Время оценки может быть увеличено.
<b>Возможности:</b> В1.Увеличение прибыли В2.Улучшение технологии производства	Увеличение средств сэкономленных в результате новой технологии	Не допускать аварийного выхода оборудования.
<b>Угрозы:</b> У1.Несвоевременное финансовое обеспечение мероприятия со стороны предприятия.	Увеличение выхода готового продукта может повести за собой дополнительные расходы на транспорт и хранение продукции	

**Вывод:** исходя из составленной таблицы 4.2 , можно сделать заключение о том, что технология, основанная на изменении режимных параметров (давление температура), обладает большей эффективностью по техническим критериям для данного производства. Данное мероприятие является актуальными на сегодняшний день в связи с уменьшением расходов

производства и увеличением прибыли. Так же увеличивается выход готового продукта то есть газа, и уменьшается расход абсорбента. Имеются слабые стороны, проект расчетов может быть увеличен, необходимо не допускать аварийного выхода оборудования во время расчетов.

#### 4.3 Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке

Проанализируем рынок поставщиков с целью определения стоимости диэтиленгликоля, данные по стоимости и поставщикам приведены в соответствии с рыночными ценами данного ресурса в РФ (таблице 4.3).

Таблица 4.3 – Стоимость диэтиленгликоля у различных поставщиков

Поставщик	Южная Химическая Компания	ТД ХимЛидер	Бина Групп	Компонент- Реактив
Цена, руб./кг	46	50	96	85

Так как цены на рынке рознятся, следовательно, принимаем усреднённую цену одного килограмма ДЭГ:

$$Ц_{ср} = \frac{46 + 50 + 96 + 85}{4} = 69 \text{ руб/кг}$$

#### 4.4 Оценка экономии гликоля при введение вакуумной ректификации

Конкретнее проводится анализ колонны регенерации, входящей в установку абсорбционной осушки газа. Оценка экономии ресурса основана на изменение критериев эффективности работы колонны регенерации, входящую в установку осушки газа.

Оценка экономии ресурса основана на изменение критериев эффективности работы колонны регенерации, входящую в установку осушки газа. Для подбора оптимального режима работы установки, в данной работе,

были выбраны следующие параметры:

- Капельный уноса гликоля (ДЭГ) с газом;
- Изменение концентрации регенерированного гликоля;
- Изменение расхода регенерированного гликоля.

В результате анализа имеем следующие показатели:

До введения технологии вакуумной регенерации абсорбента (таблица 4.4)

Таблица 4.4 – Критерии эффективности при использовании атмосферной регенерации гликоля.

<b>Расход РДЭГа, кг/ч</b>	3462,46
<b>Концентрация РДЭГа, % масс.</b>	94,54
<b>Унос РДЭГа, г/ч</b>	3,28

При использовании технологии вакуумной регенерации абсорбента (таблица 4.5):

Таблица 4.5 – Критерии эффективности при использовании вакуумной регенерации гликоля.

<b>Расход РДЭГа, кг/ч</b>	3462,72
<b>Концентрация РДЭГа, % масс.</b>	98,67
<b>Унос РДЭГа, г/ч</b>	2,19

Сравнивая показания таблиц 4.3 и 4.4 отмечаем, что замена технологии атмосферной регенерации на вакуумную, позволяет повысить выбранные критерии эффективности колонны. Положительное влияние отмечается по всем показателям.

Путём добавления абсорбента в систему достигается концентрации ДЭГа 99,2% масс. и расхода 3472 кг/ч на входе в абсорбер. Так как увеличивается концентрация и расход РДЭГа, то происходит экономия добавочного абсорбента. в случае атмосферной ректификации: расход составляет 10,23 кг/ч, а при вакуумной ректификации – 9,95 кг/ч.

**Расчеты будем вести по следующим формулам:**

Экономия чистого абсорбента составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{ч}_{\text{дэг}}} = \frac{G_{\text{дэг,вак}} * C_{\text{дэг,вак}}}{100} - \frac{G_{\text{дэг,атм}} * C_{\text{дэг,атм}}}{100}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \quad (1)$$

где

$\mathcal{E}_{\text{ч}_{\text{дэг}}}$  – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{дэг,Вак}}$  – расход ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{дэг,Атм}}$  – расход ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$C_{\text{дэг,Вак}}$  – концентрация ДЭГа при вакуумной регенерации, %;

$C_{\text{дэг,Атм}}$  – концентрация ДЭГа при атмосферной регенерации, %.

Экономия абсорбента за счет уменьшения капельного уноса гликоля в процессе десорбции:

$$\mathcal{E}_{\text{у}_{\text{дэг}}} = G_{\text{дэг,атм}} - G_{\text{дэг,вак}}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \quad (2)$$

где

$\mathcal{E}_{\text{у}_{\text{дэг}}}$  – экономия от снижения капельного уноса ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{у}_{\text{дэг,Вак}}}$  – унос ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{у}_{\text{дэг,Атм}}}$  – унос ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

Общая экономия абсорбента :

$$\mathcal{E}_{\text{дэг}} = \mathcal{E}_{\text{ч}_{\text{дэг}}} + \mathcal{E}_{\text{у}_{\text{дэг}}} + \mathcal{E}_{\text{дд}_{\text{дэг}}}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \quad (3)$$

где

$\mathcal{E}_{\text{дд}_{\text{дэг}}}$  – экономия добавочного ДЭГа, кг/ч;

$\mathcal{E}_{\text{ч}_{\text{дэг}}}$  – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;



$\mathcal{E}_{\text{удЭГ}}$  – экономия от снижения капельного уноса ДЭГа, кг/ч;

$\mathcal{E}_{\text{дЭГ}}$  – общая экономия абсорбента, кг/ч.

Данные, полученные из технологической моделирующей системы, сведем в общую таблицу 4.6.

Таблица 4.6 значения параметров и изменение значений при смене технологии

Параметры	Атмосферная регенерация	Вакуумная регенерация	Изменение полученных данных
Расход РДЭГа, кг/ч	3462,46	3462,72	0,26
Концентрация РДЭГа, % масс.	94,54	98,67	4,13
Унос РДЭГа, г/ч	3,28	2,19	1,09
Добавочный ДЭГ кг/ч	9,54	9,28	0,26

Из таблицы видно, что при вакуумной регенерации унос капельного ДЭГ уменьшился, расход добавочного ДЭГ тоже будет снижен, ну а концентрация увеличилась. Эти все изменения улучшают процесс подготовки газа с точки зрения экономии.

Далее рассчитаем для каждой технологии показатели и сравним их, насколько улучшились или ухудшились параметры.

**Для атмосферной регенерации:**

Расход РДЭГ

$$Q_{\text{рдэг}} = \frac{3462,46 * 94,54}{100} = 3273,4 \text{ кг/ч}$$

Расход добавочного ДЭГ для нужной концентрации и расхода составит 9,54 кг/ч. Учтем данный факт при дальнейших расчётах.

Унос РДЭГ

$$y_{\text{рдэг}} = \frac{3,28}{1000} = 0,00328 \text{ кг/ч}$$

С учетом средней рыночной цены за год получим

$$\text{Ц} = 69 * 24 * 30 * 12 * (3273,4 + 0,00328) = 1,951 \text{ млрд. руб.}$$

Именно столько тратит денег предприятие на абсорбент при использовании технологии атмосферной регенерации.

#### **Для вакуумной регенерации :**

Расход РДЭГ

$$Q_{\text{рдэг}} = \frac{3462,72 * 98,67}{100} = 3416,7 \text{ кг/ч}$$

Расход добавочного ДЭГ для нужной концентрации составит 9,28 кг/ч. Учетом данный факт при дальнейших расчётах.

Унос РДЭГ

$$y_{\text{рдэг}} = \frac{2,19}{1000} = 0,00219 \text{ кг/ч}$$

С учетом средней рыночной цены за год получим

$$\text{Ц} = 69 * 24 * 30 * 12 * (3416,7 + 0,00219) = 2,036 \text{ млрд. руб.}$$

Именно столько тратит денег предприятие на абсорбент при использовании технологии атмосферной регенерации.

Данные расчеты не окончательны, мы не принимали во внимание расход добавочного ДЭГ.

#### **Анализ экономии при смене технологии**

Далее используя формулы (1) – (3), рассчитаем изменение параметров и экономию средств и абсорбента.

По формуле (1) экономия чистого абсорбента составляет

$$\text{Эч}_{\text{дэг}} = \frac{3465,72 * 98,67}{100} - \frac{3462,46 * 94,54}{100} = 143,256 \text{ кг/ч}$$

По формуле (2) экономия за счет уменьшения капельного уноса абсорбента составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{дэг}} = \frac{(3,28 - 2,19)}{1000} = 0,00109 \text{ кг/ч}$$

По формуле (3) рассчитаем общую экономию абсорбента:

$$\mathcal{E}_{\text{дэг}} = 143,256 + 0,00109 + 0,26 = 143,517 \text{ кг/ч}$$

В год экономия абсорбента будет составлять:

$$143,517 * 24 * 30 * 12 = 12399867 \text{ кг/год}$$

Что может говорить о высокой эффективности введения вакуумного метода регенерации абсорбента, который оказывает существенное влияние на процесс абсорбционной осушки газа в целом.

Экономия средств с учетом рыночной стоимости абсорбента будет составлять:

$$\text{СТ}_{\text{дэг}} = \text{Ц}_{\text{ср}} * \mathcal{E}_{\text{дэг}}, \text{ руб.},$$

где

$\text{СТ}_{\text{дэг}}$  – стоимость сэкономленного диэтиленгликоля, руб.;

$\text{Ц}_{\text{ср}}$  – усреднённая рыночная цена одного килограмма ДЭГ, руб./кг;

$\mathcal{E}_{\text{дэг}}$  – общая экономия абсорбента, кг/ч.

$$\text{СТ}_{\text{дэг}} = 69 * 143,517 = 9902,673 \text{ руб.},$$

Это значит, что УКПГ экономит в час примерно 10 тыс. руб., тогда в год экономия составит:

$$9902,673 * 24 * 30 * 12 = 85559094 \text{ руб.}$$

Следовательно, после введения новой технологии регенерации абсорбента, в год УКПГ экономит в среднем 85,5 млн. руб.

Рассмотрим долю каждой составляющей в общей экономии абсорбента (таблица 4.7):

Таблица 4.7 – Доля каждой составляющей в общей экономии абсорбента

	<b>Экономия в год, руб.</b>	<b>Удельный вес технологии в экономии абсорбента, %</b>
СТчдэг	85403496,96	99,804
СТддэг	155001,6	0,195
СТудэг	595,44	0,001
<b>СТдэг</b>	<b>85559094</b>	<b>100</b>

**Вывод:** изменение режимных параметров, а то есть смена технологии регенерации абсорбента с атмосферной на вакуумную регенерацию экономически будет эффективной. Используя данную технологию, предприятие экономит ресурс в виде чистого абсорбента, так же уменьшается унос за счет смены параметров. Благодаря смене технологии регенерации предприятие может сэкономить в среднем 85 млн. руб., что говорит о высокой эффективности введения вакуумного метода регенерации. Данная технология оказывает положительное влияние на процесс абсорбционной осушки в целом. Данная технология, а именно, вакуумная регенерация абсорбента может быть рекомендована к введению на других промыслах данного предприятия.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Лиинтину Илье Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Установка комплексной подготовки газа, природный газ, процесс абсорбционной осушки газа с помощью гликолевых компонентов
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	5.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 5.1.2 Превышение уровня шума и вибрации. 5.1.3 Тяжесть и напряженность физического труда. 5.1.4 Вредные вещества. 5.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 5.2.1 Электрическая безопасность. 5.2.2 Пожарная безопасность. 5.2.3 Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве.
2. Экологическая безопасность:	5.3 Экологическая безопасность 5.3.1 Влияние проектируемых работ на окружающую среду. 5.3.2 Мероприятия по защите окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях. Аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве. Оценка действия взрывной волны, меры по предотвращению взрыва.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	5.5 Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Лиинтин Илье Алексеевич		

## 5. Социальная ответственность

ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет свою деятельность с учетом интересов работников, местного сообщества. Стратегия предприятия учитывает принципы социальной ответственности и ориентирована на такое развитие, которое помимо улучшения производственных результатов способствует позитивным социально-экономическим изменениям в регионе присутствия.

### 5.1 Анализ выявленных вредных факторов

Перечень возможных опасных и вредных факторов, характерных для данного производства представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей климата	+	+	+	1. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [15]. 2. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [16]. 3. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [17]. 4. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [18]. 5. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [19]. 6. ГН 2.2.5.1313-03 – ПДК вредных веществ в воздухе [20].
2.Повышенный уровень шума и вибрации		+	+	
3.Тяжесть и напряженность труда	+	+	+	
4.Вредные вещества на производстве		+	+	

### 5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы на газодобывающем предприятии часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на рабочих различных метеорологических условий.

Согласно правилам безопасности, рабочие выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий. Защита обеспечивается в виде, обеспечения рабочего:

- Специальной одеждой и обувью.
- Обустройства козырьков над рабочим местом.
- В зимнее время оборудование помещений, целью которых является обогрев рабочих.

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней [21].

### 5.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Основными источниками опасных и вредных факторов производственной сферы являются шум и вибрация.

При добыче газа шумы значительной силы возникают на компрессорных станциях при капитальном ремонте скважин и при выполнении многих других производственных операций. Нормирование условий труда по шуму (таблица 5.2) осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014 [22].

Общая вибрация (таблица 5.3), на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-2004, что позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих [23].

Таблица 5.2 – Предельно-допустимые уровни звукового давления

Характеристика помещения		Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звукового давления, дБА
Пост. раб. м.	На терит.	63	185	250	500	1000	2000	4000	8000	85
	В помещен.	99	92	86	83	80	78	76	74	

Таблица 5.3 – Предельно-допустимые уровни виброскорости

Вид вибрации		Логарифмические уровни виброскорости дБ в октавных полосах со среднегеометр. полосами, Гц					
Технологическая на постоянных рабочих местах	В произв. помещениях	2	4	8	16	31,5	63
	В машинно-котельных отделениях	108	99	93	92	92	92

Для борьбы с шумом и вибрацией принимают защитные меры при строительстве объектов (используют звукопоглощающие материалы в панелях, в штукатурке, в блоках в виде рыхлой массы).

### 5.1.3 Тяжесть и напряженность труда

При проектировании оборудования необходимо учитывать условия его работы с принятием необходимого запаса прочности. Контрольно-измерительная аппаратура должна применяться регулярно, для того чтобы вовремя выявить опасные нарушения в режиме работы оборудования.

Необходимыми условиями являются: применение средств блокировки (ограничителей подъема нагрузок), исключающих неправильные действия обсуживающего персонала.

Одним из наиболее важных процессов, которые относятся к мероприятиям по технике безопасности, является периодический осмотр и проведение испытаний оборудования и механизмов.

Необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски газа или конденсата необходимо немедленно устранить в присутствии наблюдающего.

В производственных помещениях и на рабочих местах для принятия своевременных мер по предотвращению возможности содержания в воздухе вредных веществ, превышающих предельно - допустимые санитарные нормы и требования взрывобезопасности, осуществляется постоянный контроль качества воздуха (таблица 5.4).



Таблица 5.4 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Средней тяжести	17-19	40-60	0,2
теплый	Средней тяжести	20-22	40-60	0,3

В ночное время территория места, где ведется работа, должна быть освещена. Освещение производственных помещений считается рациональным, если световой поток достаточно ярок и равномерно освещает, непосредственное место работы. Необходимо установить такое освещение, при котором, рабочих мог без труда найти необходимые ему предметы, а также не был бы ослеплен чрезмерно ярким источником света, или светом, отражающимся от различных поверхностей.

#### 5.1.4 Вредные вещества на производстве

В технологическом процессе осушки газа, используется метанол. На промысле он хранится в специальных цистернах, которые располагаются, как правило, на значительном расстоянии от другого технологического оборудования. Так же из-за нарушения герметичности оборудования или коррозионных дефектов, возможно присутствие в производственных помещениях метана. В таблице 5.5 представлены основные характеристики вредных веществ [24].

Таблица 5.5 – Характеристика вредных веществ

Характеристика	Наименование веществ	
	Метан	Метанол
Плотность по воздуху	0,56	1,1
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> В рабочей зоне В населенном пункте: Среднесуточная Максимально-разовая	300 50(ОБУВ)	5 0,2 1
Класс опасности	4	3
Действие на организм	Не оказывает токсичного действия	Сильный яд
Температура воспламенения, °С	<450	<436
Категория и группа взрывоопасной смеси	ПАТ 2	ПАТ 2

## 5.2 Анализ выявленных опасных факторов

Эксплуатация Ямбургского месторождения ведется с помощью 14 газовых промыслов, состоящих из зоны с газовыми скважинами, одной УКПГ и одной ДКС.

### Опасные факторы на газовом промысле обусловлены:

- необходимостью обслуживания фонтанной арматуры газовых скважин, газопроводов, сепараторов, компрессоров и другого оборудования, находящихся под высоким давлением;
- выделение газа через негерметичную запорную арматуру, через сальниковые и фланцевые уплотнения, представляющие опасность взрыва и отравление людей;
- применение в процессе добычи газа вредных веществ (метанола, ДЭГа, газового конденсата, кислот и др.);
- необходимостью проведения газоопасных и огневых работ;
- необходимостью применения электрофицированного инструмента;

- необходимостью применения паровых и водогрейных котлов и утилизации тепла высокой температуры и давления;
- необходимостью применения грузоподъемных кранов и приспособлений;
- необходимостью применения колесной и гусеничной техники;
- работой на открытом воздухе при низких температурах и воздействии кровососущих насекомых [25].

Четкое знание правил и методов ведения работ, правил эксплуатации оборудования и механизмов, технологического процесса и последовательности операций, содержания рабочего места, производственных и складских помещений, содержания дорог и переходов, действия на организм человека вредных веществ и газов и их физико-химические свойства, порядка и методов устранения неисправностей, а также практическое умение оказания доврачебной медицинской помощи пострадавшим - залог безопасности и здоровых условий труда.

### **5.2.1 Электрическая безопасность**

Электрооборудование в здании должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые поводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83. Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- специальную одежду антиэлектростатическую;
- средства защиты рук антиэлектростатические;
- специальную обувь антиэлектростатическую;
- предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца) [26].

### 5.2.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность на предприятии должна соблюдаться в соответствии с требованиями «Правил противопожарной эксплуатации в газовой промышленности».

На установке комплексной подготовки газа предусмотрено наружное пожаротушение. Наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно. Необходимый напор и расход в сети создаются стационарными насосами, размещенными в насосной оборотного водоснабжения.

На площади УКПГ источником противопожарного водоснабжения являются два резервуара объемом по  $V=300\text{м}^3$  для хранения пожарного запаса воды. Емкости оснащены огневым подогревом [3].

Опираясь на «Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий», были разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности, для всех без исключения цехов. Все помещения обязаны быть укомплектованы средствами пожаротушения, а также пожарным инвентарем, который предусмотрен действующим нормативом.

В качестве средств пожаротушения рекомендуется применять пар, воду, углекислый газ, песок, химические порошки в соответствии с технологическими требованиями. Запрещается использование противопожарного оборудования для иных целей.

Не допускается загромождение различным оборудованием и машинами дорог, проездов, лестничных клеток и коридоров, ведущим к первичным средствам пожаротушения и связи. Курение разрешается только в специально оборудованных помещениях. Промасленные обтирочные материалы должны храниться в металлических ящиках, установленных в определенных местах.

На УКПГ, кроме вышеперечисленных средств пожаротушения, имеются:

- огнетушители СП-50;

- огнетушители ОПА-100 (порошковые);
- пожарные щиты с инвентарем;
- пожарные гидранты;
- емкости с песком [3].

Во всех технологических цехах устанавливают датчики системы пожарной сигнализации о наличии в воздухе опасного количества метана, которая автоматически включает вытяжные вентиляторы и выдает световой и звуковой сигналы.

### **5.3 Экологическая безопасность**

В процессе добычи и транспорта газа и конденсата почва загрязняется жидкими углеводородами (конденсатом, различными химическими реагентами и высокоминерализованными сточными водами). Углеводородный конденсат, через почвенный слой попадают в более глубокие пласты и загрязняют подземные воды. Почва может также загрязняться различными реагентами, применяемыми в технологических процессах добычи и транспорта газа, - метанолом, кислотами, щелочами, ингибиторами.

Атмосферный воздух в районе «Я» НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, для сжигания загрязненных промстоков на ГФУ. Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, обработке скважин

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом;

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома
- на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период, ведомственной лабораторией предприятия планомерно производится контроль экологического состояния территории промыслов, промзоны, жилых поселков.

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, ДЭГ.

Для уменьшения отрицательного воздействия отводимых сточных вод на водные ресурсы предусмотрена их очистка на действующих КОС УКПГ:

- бытовых сточных вод - на установках биологической очистки;
- производственных и дождевых сточных вод - на очистных сооружениях производственных сточных вод.

Почвы в условиях Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время.

С целью предотвращения загрязнения почв ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию

нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий ЯНГКМ, универсальной травосмеси;

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой.

#### 5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на данном производстве это взрыв или пожар.

При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также его разрушение, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газовоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой зоне.

Для оценки последствий возможного взрыва газовоздушной смеси, произведен расчет параметров ударной волны. В таблице 5.6 представлены исходные данные для расчета.

Таблица 5.6 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Масса газовойоздушной смеси Q, (т)	1,1
Расстояние от эпицентра взрыва до служебного помещения г,м	70

Радиус зоны детонационной волны ( $R_1$ ) (первая зона) рассчитывается по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q} = 18,5 \cdot \sqrt[3]{1,1} = 19,1 \text{ м};$$

В пределах этой зоны избыточное давление  $\Delta P_{ф1} = 900 \text{ кПа}$ .

Следующая зона от центра взрыва - зона ударной волны. Объекты, находящиеся в этой зоне, получают разрушения в зависимости от удаления от эпицентра взрыва. Определим степень разрушения служебного помещения в результате взрыва. Определим давление во фронте ударной волны:

$$\Delta P_{\phi 2} = f\left(\frac{r}{R_1}\right);$$

В нашем случае величина  $\Delta P_{\phi 2}$  равна 65,5 кПа. Это говорит о том, что в результате взрыва помещение получит слабые разрушения.

Определим радиус зоны смертельного поражения людей ( $R_{\text{спл}}$ ):

$$R_{\text{спл}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} = 31 \text{ м.}$$

Люди, работающие в помещении будут находиться за границей безопасного удаления.

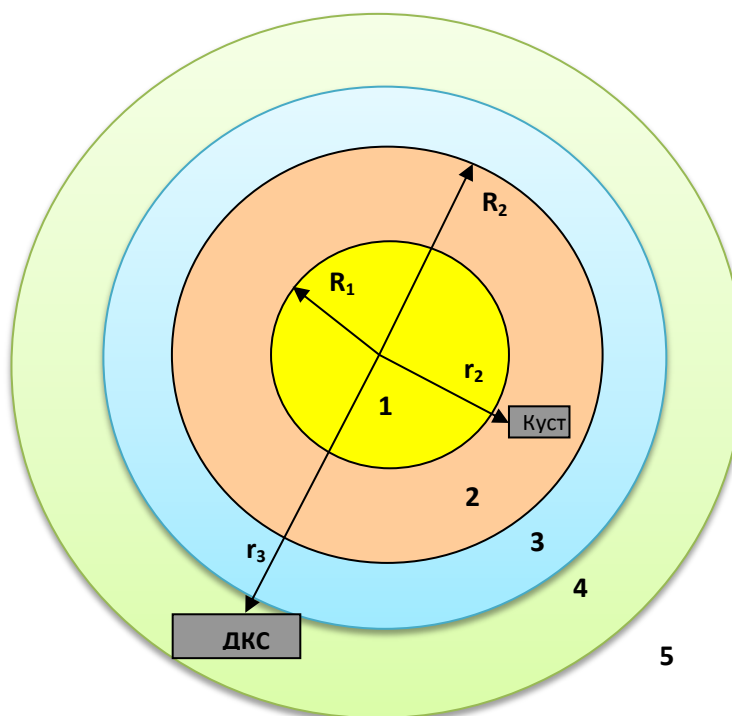


Рисунок 15 – Образование зон при взрыве газо-воздушной смеси

Меры по предотвращению взрыва:

Необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях, не реже одного раза в смену индикаторной



бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски газа или конденсата необходимо устранить.

В производственных помещениях и на рабочих местах для принятия своевременных мер по предотвращению возможности содержания в воздухе вредных веществ, превышающих предельно - допустимые нормы и требования взрывобезопасности, осуществляется постоянный контроль качества воздуха

Также применяют промышленную вентиляцию для удаления из производственных помещений и рабочих мест воздуха, содержащего различные взрывоопасные и вредные вещества и подачи внутрь помещений и к рабочим зонам чистого наружного воздуха, для улучшения температурных условий помещения [3].

## **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей [27].

Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327 [27].

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;

- Заработная плата;
- Охрана труда.

Компоновочные решения технологических установок на объектах должны соответствовать положениями разделов [28] и [29] настоящих норм, а также обеспечивать нижеперечисленные требования:

- минимальные капитальные и эксплуатационные расходы;
- технологическую взаимозаменяемость;
- оптимальные размеры рабочей площади агрегатов, технологических блоков, установки;
- деление на участки, обеспечивающие возможность опорожнения от продукта всех аппаратов и трубопроводов;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и размещение подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ с помощью средств механизации.

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности.

Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения. Установка монтируется на открытой площадке. Состав каждой конкретной установки определяется заказчиком согласно проекту привязки, в зависимости от конкретных условий.

### **Выводы:**

В ходе работы были рассмотрены вредные факторы влияющие на здоровье и состояние работников. Меры безопасности и меры по предупреждения опасных воздействий на данном производстве. Так же были

приведены меры по защите и предупреждению опасных факторов которые применяются на сегодняшний день, на данном производстве.

### **Список используемых источников**

1. Годовые отчеты по геологии и разработке Ямбургского НГКМ, ООО «Ямбурггаздобыча», 2002-2004 гг;
2. Коррективы к проекту разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ (протокол от 20.03.2007 № 14-р/2007);
3. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: РАО "ГАЗПРОМ" от 6 мая 1996. - 54 с
4. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной переработки газа УКПГ-5 Ямбургского НГКМ;
5. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнейшему транспорту. – Л.: Недра, 1980;
6. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С.. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.,Недра, 1999 г;
7. А.Л.Лапидус, И.А.Голубева, Ф.Г.Жагфаров Газохимия, Часть 1 – Первичная переработка углеводородных газов – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 244 с.
8. И.В.Жданова., А.Л.Халиф Осушка природных газов. – Москва / Недра, 1984. – 192 с
9. Шишмина Л.В. Технологические процессы сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин» для студентов IV курса, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело» / Л.В. Шишмина, О.С. Носова. – Томск: ТПУ, 2014. – 61 с.;
10. Шишмина. Л.В. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных скважин: Рабочая программа по дисциплине / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2009. - 106 с.
11. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С.

Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.;

12. Т. Р. Даутов, И. А. Голубева, Р. З. Магарил Тюменский государственный нефтегазовый университет, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина Технологии нефти и газа № 6 2010 год. Осушка природного газа гликолями с применением азеотропных растворителей и многофункциональной присадки;

13. Дымент О.Н. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропи лена / О.Н. Дымент, К.С. Казанский, А.М. Мирошников. – М.: Химия, 1976. – 376 с.;

14. Истомин В.А. Основные принципы нормирования и пути оптимизации расхода гликолей и метанола в условиях северных месторождений / В.А. Истомин // Подготовка и переработка газа и газового конденсата :Обз. Информ. / А.А. Истомин, В.А. Ставицкий. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 51 с.;

15. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

16. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

18. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

20. ГН 2.2.5.1313-03 – ПДК вредных веществ в воздухе.

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

24. А.В Грунвальд Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 года.– Нефтегазовое дело. – 2007.
25. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – ЗАО НТЦ ПБ, Москва, 2013.
26. ГОСТ 12.4.124-83 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (в ред. от 01.12.2007 N 309-ФЗ).
28. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. - М.:ЦИТП Госстроя СССР, 1987. Введ. с 01.01.88. Изд. 1995 г.
29. ПБ-03-110-96. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением. - М.: Утв. Госгортехнадзором РФ15.12.1996.29.